

STUDI LABORATORIUM PENGARUH KONSENTRASI SURFAKTAN TERHADAP PENINGKATAN PEROLEHAN MINYAK

Widya Pratama Kesuma, Sugiatmo Kasmungin
Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Trisakti

Abstrak

Salah satu metode chemical flooding adalah injeksi surfaktan. Injeksi surfaktan dapat mengubah wettability dimana dari kondisi oil wet menjadi water, selain itu surfaktan dapat menurunkan tegangan permukaan sehingga dapat melepaskan minyak yang menempel pada batuan. Maksud dan tujuan dari penelitian ini adalah untuk mengetahui recovery factor yang optimal dari berbagai konsentrasi. Alat yang digunakan sebagai model reservoir adalah sandpack. Konsentrasi surfaktan yang digunakan adalah 0.05%, 0.1%, 0.3%, 0.5% dan 0.8%. Semakin tinggi konsentrasi surfaktan maka semakin tinggi densitas dan viskositasnya. Viskositas dan densitas tertinggi yaitu 1.287 cp dan 1.067 gram/cc pada konsentrasi 0.8%. sedangkan semakin tinggi konsentrasi surfaktan maka semakin rendah tegangan permukaan. Tegangan permukaan tertinggi yaitu 38.5 dyne/cm pada konsentrasi 0.05%. Setelah dilakukan proses injeksi, perolehan recovery factor tertinggi adalah 73.33% yaitu pada konsentrasi surfaktan 0.5%, sedangkan perolehan recovery factor terendah adalah 57.69% pada konsentrasi surfaktan 0.05%. Bukan berarti bahwa dengan menginjeksikan konsentrasi surfaktan yang tinggi mendapatkan hasil recovery factor yang optimal hal ini dibuktikan pada konsentrasi 0.8% recovery factor mengalami penurunan menjadi 68.42%.

Kata Kunci: Chemical Flooding, Surfaktan

Pendahuluan

Beberapa tahun ini produksi minyak mengalami penurunan, sedangkan konsumsi minyak selalu mengalami kenaikan. Salah satu penyebabnya adalah turunnya produksi minyak bumi oleh penurunan jumlah cadangan minyak yang ditemukan.

Untuk menanggulangi turunnya produksi minyak bumi, beberapa tahun terakhir telah dikembangkan teknologi pengurusan tahap lanjut (EOR) pada sumur minyak tua yang masih mempunyai sisa minyak cukup banyak di dalam reservoir. Tercatat bahwa total sumur minyak tua di Indonesia sebanyak 13.824 buah sumur. Lokasi sumur ini berada di Kalimantan Timur dengan jumlah 3.143 unit, Sumatera bagian selatan 3.623 unit, Sumatera bagian utara 2.392 unit, Jawa Tengah dan Jawa Timur 2.496 unit, Sumatera bagian tengah 1.633 unit, Seram 229 unit, Papua 208 unit, dan Kalimantan Selatan 100 unit [<http://www.antaraneews.com>].

Ada 3 metode pengurusan yaitu metode *primary recovery*, metode *secondary recovery*, dan *tertiary recovery*. Lapangan hidrokarbon setelah sekian lama diproduksi akan mengalami penurunan produksi penyebabnya adalah pada tahap *primary recovery* (*natural flow*) yang tidak dapat mengalir sendiri. Untuk menambah pengurusan lapangan maka dilakukan tahap *secondary recovery* (*water flooding*). Ketika pada tahap *secondary* belum juga optimal, maka dilakukan tahap *tertiary recovery* yang sering disebut dengan metode EOR (*Enhanced Oil Recovery*) untuk lebih mengoptimalkan pengurusan lapangan.

EOR memiliki 3 macam metode yaitu *thermal*, *gas miscible*, dan *chemical flooding*. Metode *thermal* dan *gas miscible* dapat mengubah karakteristik fluida sedangkan metode *chemical flooding* dapat mengubah karakteristik dari pada fluida dan batuan. Salah satu metode chemical flooding adalah injeksi surfaktan. Injeksi surfaktan dapat melepaskan minyak yang menempel pada batuan.

Penelitian ini diharapkan bermanfaat untuk mengembangkan pengetahuan di bidang pengurusan chemical jenis surfaktan, pengaruh konsentrasi surfaktan, dan pemanfaatannya atas peningkatan perolehan minyak, sehingga dengan memahaminya mampu me-recover minyak yang masih tersisa, sehingga cost menjadi lebih rendah.

Problem Statement

Studi laboratorium untuk penentuan rancangan fluida injeksi kimia diperlukan sebelum implementasinya di lapangan minyak. Sebelum implementasi injeksi kimia dilaksanakan di lapangan minyak, perlu dilakukan beberapa tahap studi laboratorium. Proses sederhananya yaitu minyak yang terperangkap di batuan diinjeksi oleh campuran air dan surfaktan. Ketika terlepas dari batuan dan teremulsi, minyak diambil ke atas bersama air. Setelah itu minyak kembali dipisahkan dari air.

Pada permasalahan yang timbul dalam penelitian ini adalah hasil evaluasi dalam recovery factor yang terjadi karena pengaruh injeksi surfaktan.

Teori Dasar

Tujuan dari injeksi EOR adalah untuk merubah sifat-sifat fisik fluida dan batuan reservoir sehingga dapat meningkatkan produksi minyak. Ada beberapa injeksi dalam metode Enhanced Oil Recovery tersebut yaitu dengan menginjeksikan gas, injeksi air (waterflooding) dan injeksi thermal.

Beberapa faktor penting dalam menentukan keberhasilan metode EOR, diantaranya sifat fisik batuan reservoir, sifat fisik fluida reservoir, dan jenis *chemical* yang digunakan.

Sifat fisik batuan reservoir terdiri dari porositas, permeabilitas, tegangan antarmuka, dan wettabilitas.

Porositas (Φ) merupakan perbandingan antara ruang kosong (pori-pori) dalam batuan dengan volume total batuan yang diekspresikan di dalam persen. Porositas dapat diklasifikasikan menjadi dua: porositas absolut dan porositas efektif. Sedangkan berdasarkan terjadinya pembentukan, porositas terbagi menjadi dua jenis yaitu: porositas primer dan porositas sekunder.

Permeabilitas batuan (k) merupakan nilai yang menunjukkan kemampuan suatu batuan porous untuk mengalirkan fluida. Permeabilitas berpengaruh terhadap besarnya kemampuan produksi (laju alir) pada sumur-sumur penghasilnya.

Besaran permeabilitas sangat bergantung dari hubungan antara pori dalam batuan, namun harga permeabilitas tidak ada hubungan langsung dengan porositasnya.

Permeabilitas memiliki satuan dalam Darcy atau miliDarcy (mD).

Berdasarkan jumlah fasa yang mengalir dalam batuan reservoir, permeabilitas dibedakan menjadi tiga, yaitu :

1. Permeabilitas absolut

Permeabilitas absolut yaitu kemampuan batuan untuk melewatkan fluida dimana fluida yang mengalir melalui media berpori tersebut hanya satu fasa.

2. Permeabilitas efektif

Permeabilitas efektif adalah kemampuan batuan untuk melewatkan fluida dimana fluida yang mengalir lebih dari satu fasa, misalnya (minyak dan air), (air dan gas), (gas dan minyak) atau ketiga-tiganya. Harga permeabilitas efektif dinyatakan sebagai k_o , k_g , k_w , dimana masing-masing untuk minyak, gas dan air.

3. Permeabilitas relatif

Permeabilitas relatif merupakan perbandingan antar permeabilitas efektif dengan permeabilitas absolut.

Tegangan permukaan cairan adalah gaya persatuan panjang yang harus dikerjakan sejajar permukaan untuk mengimbangi gaya tarikan kedalam pada cairan. Hal tersebut

terjadi karena pada permukaan ada yg dinamakan, gaya adhesi (antara cairan dan udara) lebih kecil dari pada gaya kohesi (antara molekul cairan) sehingga menyebabkan terjadinya gaya kedalam pada permukaan cairan.

Tegangan antar muka adalah gaya persatuan panjang yang terdapat pada antar muka dua fase cair yang tidak bercampur. Tegangan antar muka selalu lebih kecil dari pada tegangan permukaan karena gaya adhesi antara dua cairan tidak bercampur lebih besar dari pada adhesi antara cairan dan udara. Bila suatu zat seperti minyak ditaruh pada permukaan air. Ia akan menyebar sebagai suatu film (lapisan tipis) maka disana akan ada kerja adhesi dan kerja kohesi. Kerja adhesi adalah energi yang dibutuhkan untuk mematahkan gaya tarik-menarik oleh molekul yang tidak sejenis. Kerja kohesi adalah energi yang dibutuhkan untuk mematahkan gaya tarik-menarik oleh molekul yang sejenis. Wettabilitas adalah suatu kemampuan batuan untuk dibasahi oleh fasa fluida, jika diberikan dua fluida yang tidak saling campur (immisibile). Pada bidang antar muka cairan dengan benda padat terjadi gaya tarik-menarik antara cairan dengan benda padat (gaya adhesi), yang merupakan faktor dari tegangan permukaan antara fluida dan batuan. Dalam sistem reservoir digambarkan sebagai air dan minyak (atau gas) yang ada diantara matrik batuan.

Sifat fisik fluida reservoir terdiri dari densitas minyak, faktor volume formasi minyak, dan viskositas

Densitas minyak (ρ_o) didefinisikan sebagai perbandingan berat minyak (lb) terhadap volume minyak. Metode dalam pengukuran densitas adalah didasarkan pada komposisi minyaknya.

Faktor volume formasi minyak (B_o) didefinisikan sebagai volume minyak dalam barrel pada kondisi standar yang ditempati oleh satu stock tank barrel minyak termasuk gas yang terlarut, atau dengan kata lain sebagai perbandingan antara volume minyak termasuk gas yang terlarut pada kondisi reservoir dengan volume minyak pada kondisi standar (14.7 psi, 60 °F). Satuan yang digunakan adalah bbl/stb.

Faktor volume formasi minyak (B_o) terjadi pada kondisi reservoir ($P_{\text{reservoir}}$, $T_{\text{reservoir}}$) minyak mengandung gas terlarut sedangkan pada kondisi standard, sebagian gas keluar dari larutan sehingga volume minyak lebih kecil, menyusut dari volume semula (di reservoir).

Viskositas minyak (μ_o) didefinisikan sebagai ukuran ketahanan minyak terhadap aliran atau dengan kata lain merupakan suatu ukuran tentang besarnya keengganan minyak untuk mengalir. Satuan dari viskositas adalah centipoises (cp) atau gr/100 detik/1cm.

Adapun beberapa faktor yang mempengaruhi viskositas minyak antara lain:

- Temperatur, semakin tinggi temperatur maka semakin kecil viskositas minyak karena minyak akan semakin encer.
- Tekanan, semakin besar tekanan maka semakin besar pula viskositasnya sebab dengan tekanan besar minyak akan termampatkan.

Komposisi, bila komposisinya kompleks maka viskositas minyak akan semakin besar.

Surfaktan berdasarkan sifat kelistrikan, molekul surfaktan dapat digolongkan menjadi surfaktan anion yang bermuatan negatif, surfaktan kation yang bermuatan positif, surfaktan non ionik yang tidak terionisasi dalam larutan, dan surfaktan amphoter yang bermuatan positif dan negatif tergantung dari pH larutan.

Gugus hidrofob dari surfaktan anionik merupakan suatu gugus polar bermuatan negatif dalam air. Secara komersial, grup anionik diproduksi dalam bentuk karboksilat, sulfat, sulfonat, dan pospat. Surfaktan anionik paling umum digunakan dalam penerapan *Enhanced Oil Recovery* karena relatif stabil dan harganya lebih murah.

Gugus hidrofil dari surfaktan kationik membentuk ion positif dalam air. Surfaktan kationik kurang cocok untuk pendesakan *micellar polymer* karena memiliki daya adsorpsi yang tinggi. Adapun beberapa contoh surfaktan kationik adalah Amine rantai panjang dan garam-garamnya, garam Quaternary Ammonium, dan Amine Oxides.

Surfaktan non ionik adalah surfaktan yang tidak terionisasi atau tidak terurai jika dilarutkan dalam air. Contoh surfaktan non ionik diantaranya adalah polyoxyethlenated mercaptans, dan alkanolamine kondensate, alkanolamides. Pada gambar 2.3 di bawah terlihat bahwa surfaktan non ionik tidak bermuatan. Hal ini disebabkan tidak terionisasinya atau tidak terlarutnya surfaktan non ionik bila dilarutkan dalam air.

Surfaktan Amphoter ini memiliki ion positif dan negatif. Rantai hidrofob mengikat rantai hidrofil sehingga tersusun dari ion positif dan negatif. Perlakuannya tergantung pada kondisi medium atau nilai pH. Ada empat jenis surfaktan amphoter yang umum digunakan pada proyek EOR, yaitu sulfobetains, betain, alkylimidazoliumbetains, dan amidoalkylbetains.

Hasil dan Pembahasan

Pada penelitian tugas akhir ini dilakukan untuk mengetahui pada konsentrasi surfaktan berapa yang paling optimal dalam peningkatan *recovery factor*. Fungsi dari surfaktan adalah mengubah *wettability* tegangan permukaan dimana pada kondisi *oil wet*, minyak lebih senang menempel pada batuan sehingga jumlah minyak yang tertinggal di batuan cukup banyak. Hal ini menyebabkan minyak sulit diproduksi. Agar minyaknya tidak menempel pada batuan maka dilakukan penginjeksian surfaktan untuk mengubah sifat batuan dari *oil wet* menjadi *water wet*. Selain itu fungsi lain dari surfaktan adalah untuk menurunkan tegangan permukaan. Sebelum melakukan penginjeksian air, penting untuk mengetahui jumlah minyak yang sisa di dalam model reservoir agar *recovery factor* dapat ditentukan.

Pada laboratorium EOR Universitas Trisakti alat yang digunakan sebagai model reservoir adalah *sandpack*. *Sandpack* diinjeksi dengan brine dan paraffin. Brine sebagai air formasi dan paraffin sebagai minyaknya. Injeksi ini bertujuan untuk menggambarkan isi dari reservoir yang sesungguhnya. Selanjutnya diinjeksi oleh brine untuk mengetahui berapa *recovery factor* yang dapat dicapai apabila menggunakan injeksi air. Sisa minyak yang tertinggal dalam *sandpack* akan diproduksi dengan menggunakan *brine* yang sudah dicampur dengan surfaktan, ini merupakan proses *tertiary* dalam memproduksi minyak. Kemudian penginjeksian dengan bantuan *brine* dengan tujuan untuk menyapu minyak yang masih menempel di dalam reservoir (*preflush*).

Sebelum melakukan tahapan injeksi, terlebih dahulu dilakukan pengukuran terhadap sifat fisik dari setiap larutan yang akan digunakan. Sifat fisik yang diukur dari percobaan ini adalah viskositas, tegangan permukaan, dan densitas. Dimana viskositas dan densitas mengalami kenaikan pada peningkatan konsentrasi, dan sebaliknya tegangan permukaan mengalami penurunan pada peningkatan konsentrasi. Viskositas tertinggi yaitu 1.287 cp pada konsentrasi 0.8% dan viskositas terendah yaitu 0.693 cp terdapat pada konsentrasi 0.05%. Densitas tertinggi yaitu 1.067 gram/cc pada konsentrasi 0.8% dan densitas terendah yaitu 1.007 gram/cc pada konsentrasi 0.05%. Sedangkan tegangan permukaan paling tinggi yaitu 38.5 dyne/cm terdapat pada konsentrasi 0.05% sedangkan tegangan permukaan terendah yaitu 35 dyne/cm terdapat pada konsentrasi 0.8%.

Pada penelitian ini, dilakukan lima tahapan injeksi. Tahap pertama injeksi *brine* yang digunakan untuk membasahi model dan sebagai air formasi dalam model pada tahap ini mendapatkan volume *brine* yang masuk, volume *brine* yang keluar, dan sisa volume *brine* yang tertinggal dalam *sandpack*. Tahap kedua yaitu injeksi minyak, pada tahap ini mendapatkan data volume minyak yang masuk dan volume minyak yang keluar sehingga dapat diidentifikasi volume minyak yang ada pada *sandpack* yaitu OOIP. Tahap ketiga injeksi *brine* sebagai pendesakan awal atau sebagai injeksi air, tahap keempat injeksi larutan *brine* dan surfaktan sebagai proses *tertiary*, dan tahap kelima injeksi *brine* sebagai *preflush*. *Brine* yang digunakan 1000 ppm. Dan pada proses *tertiary* memakai bahan konsentrasi surfaktan yang digunakan yaitu 0.05%, 0.1%, 0.3%, 0.5% dan 0.8%.

Setelah dilakukan proses penginjeksian, didapat bahwa perolehan *recovery factor* oleh surfaktan paling tinggi adalah sebesar 73.33% pada salinitas brine 1000 ppm dengan campuran konsentrasi surfaktan 0.5% dengan tegangan permukaan 36.5 dyne/cm. Sedangkan *recovery factor* terendah adalah 57.69% pada salinitas brine 1000 ppm dengan campuran konsentrasi surfaktan 0.05% dengan tegangan permukaan 38.5 dyne/cm.

Jika dilihat dari penelitian yang telah dilakukan perolehan *recovery factor* cenderung meningkat pada penginjeksian konsentrasi surfaktan, walaupun tidak setiap penginjeksian dengan menggunakan larutan konsentrasi surfaktan yang tinggi akan mendapatkan *recovery factor* yang lebih besar dari pada larutan yang memiliki konsentrasi surfaktan yang lebih rendah. Hal ini menunjukkan bahwa peningkatan larutan konsentrasi surfaktan mempengaruhi perolehan *recovery factor* yang lebih tinggi. Tapi bukan berarti dengan menggunakan konsentrasi surfaktan sebanyak-banyaknya akan mendapatkan *recovery factor* yang besar. setiap pemakaian surfaktan untuk menurunkan tegangan permukaan ada batas maksimumnya. Sehingga butuh penelitian untuk mengetahui konsentrasi surfaktan berapa supaya mendapatkan perolehan *recovery factor* yang maksimal.

Kesimpulan dan Saran

Berikut adalah kesimpulan yang didapat dari hasil percobaan yang telah dilakukan di laboratorium EOR Universitas Trisakti:

1. Larutan konsentrasi yang lebih banyak memiliki tegangan permukaan yang lebih rendah.
2. Tegangan permukaan paling tinggi yaitu 38.5 dyne/cm terdapat pada konsentrasi terendah yaitu pada konsentrasi surfaktan 0.05%. Tegangan permukaan paling rendah yaitu 35 dyne/cm terdapat pada konsentrasi surfaktan yang paling tinggi yaitu pada konsentrasi surfaktan 0.8%.
3. Larutan konsentrasi yang lebih banyak memiliki massa jenis yang lebih besar.
4. Massa jenis paling tinggi yaitu 1.067 gram/cc terdapat pada larutan konsentrasi tertinggi yaitu konsentrasi surfaktan 0.8%. Massa jenis paling rendah yaitu 1.007 gram/cc terdapat pada larutan konsentrasi surfaktan terendah yaitu konsentrasi surfaktan 0.05%.
5. Larutan konsentrasi paling tinggi memiliki viskositas yang tinggi pula.
6. Viskositas tertinggi yaitu 1.287 cp terdapat pada larutan konsentrasi tertinggi yaitu konsentrasi surfaktan 0.8%. Viskositas terendah adalah 0.693 cp terdapat pada larutan konsentrasi terendah yaitu konsentrasi 0.05%.
7. *Recovery factor* tertinggi dimiliki oleh larutan surfaktan 0.5% sebesar 73.33% pada salinitas brine 1000 ppm. *Recovery factor* terendah 57.69% pada larutan konsentrasi surfaktan 0.05%. Pada larutan konsentrasi surfaktan 0.8% mengalami penurunan *recovery factor* menjadi 68.42%.
8. Setiap pemakaian surfaktan untuk menurunkan tegangan permukaan ada batas maksimumnya. Sehingga butuh penelitian untuk mengetahui konsentrasi surfaktan berapa supaya mendapatkan perolehan *recovery factor* yang maksimal.

Daftar Simbol

V_p = volume ruang pori-pori batuan
 V_b = volume batuan total (bulk volume)
 V_g = volume padatan batuan total (grain volume)
 Φ = porositas batuan
 V = Kecepatan alir fluida, cm/sec
 k = Permeabilitas, darcy
 μ = Viskositas fluida, centipoise (cp)
 F = shear stress

A = luas bidang parallel terhadap aliran, cm²

$\frac{\partial y}{\partial v}$ = gradien kecepatan, cm/(sec.cm)

Daftar Pustaka

Edward, M.L.T. 2012, "Peningkatan Produksi Minyak dengan Injeksi Air pada Lapangan Minyak Q", Peneliti Madya pada pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi "LEMIGAS"

Tobing, Edward. Sugiharjo. Pratomo, SuchyoWahyu. 2001, "Kelakuan Fasa Campuran antara Reservoir-Injeksi-Surfaktan Untuk Implementasi Enhanced Oil Recovery", Proceeding Simposium Nasional IATMI

Adim, Herlan., "Pengetahuan Dasar Mekanika Reservoir", Vol I & II, Jurusan Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral, Universitas Trisakti, Jakarta, 1991.
Rukman, Dadang., Kristanto, Deddy dan Aji,V. Dedi Cahyoko, "Teknik Reservoir Teori dan Aplikasi" Pohon Cahaya. Yogyakarta.(2011)

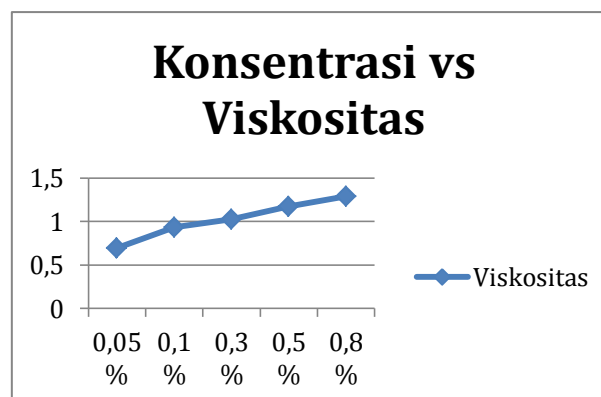
Said, Lestari, "Kimia Fisika Hidrokarbon", Jurusan Teknik Perminyakan

Robbins, Max L., "Theory for the Phase Behavior of Microemulsions", SPE Paper, Tulsa, Oklahorma, March 1976

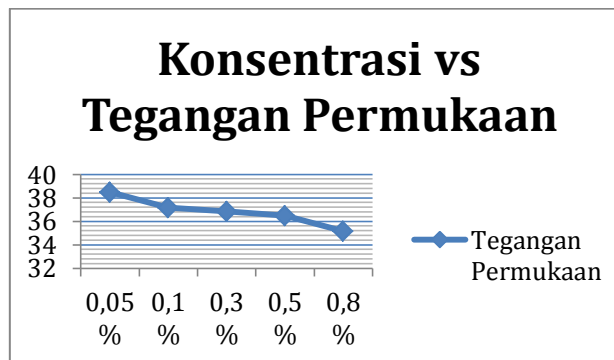
<http://sharingilmureservoir.blogspot.com/2015/03/karakteristik-fluida-reservoir.html>

<http://mipa.blogspot.com/2012/02/tegangan-antar-muka.html>

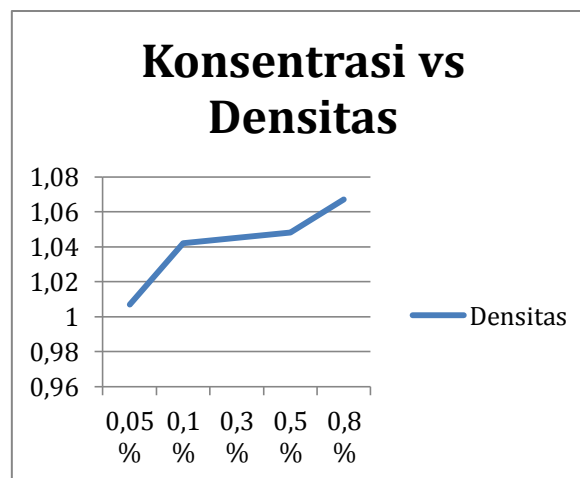
Lampiran



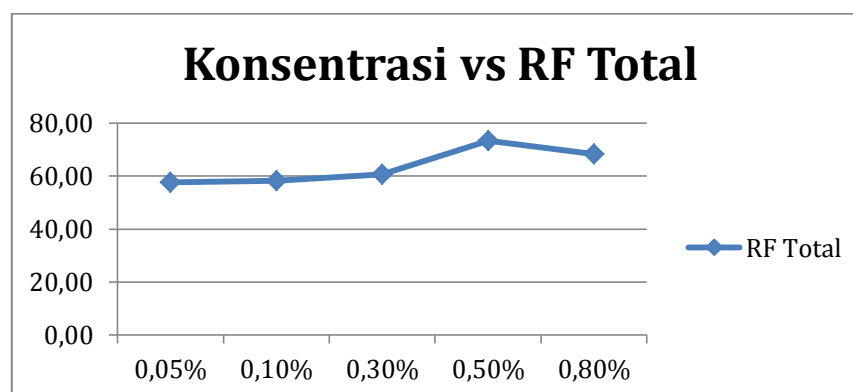
Gambar 1. Hasil Larutan Viskositas pada Brine 1000 ppm



Gambar 2. Hasil Tegangan Permukaan terhadap Konsentrasi Surfaktan pada Brine 1000 ppm



Gambar 3. Densitas Larutan terhadap Konsentrasi Surfaktan pada Brine 1000 ppm



Gambar 4. Hasil Recovery Factor Total terhadap Konsentrasi Surfaktan pada Brine 1000 ppm